

Міністерство освіти і науки України  
Національний технічний університет  
«Дніпровська політехніка»

ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИКИ

(інститут)

ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНИЙ

(факультет)

Кафедра СИСТЕМ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

(повна назва)

**ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА**  
**кваліфікаційної роботи ступеню бакалавра**  
(бакалавра, спеціаліста, магістра)

студента Егорової В.А.

(ПІБ)

академічної групи 141-17ск-1

(шифр)

напряму 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

(код і назва спеціальності)

за освітньо-професійною програмою \_\_\_\_\_

(офіційна назва)

на тему Модернізація високовольтної підстанції «Лівобережна-2»

(назва за наказом ректора)

| Керівники                 | Прізвище,<br>ініціали | Оцінка за шкалою |               | Підпис |
|---------------------------|-----------------------|------------------|---------------|--------|
|                           |                       | рейтингов<br>ою  | інституційною |        |
| кваліфікаційної<br>роботи | Дибрін С.В.           |                  |               |        |
| розділів:                 | Дибрін С.В.           |                  |               |        |
| Вступ:                    | Дибрін С.В.           |                  |               |        |
| Технічний                 | Дибрін С.В.           |                  |               |        |
| Спеціальний               | Дибрін С.В.           |                  |               |        |
| Економічний               | Дементьєва Н.В.       |                  |               |        |
| Охорона праці             | Стовбченко О.В.       |                  |               |        |
| <b>Рецензент</b>          |                       |                  |               |        |
| <b>Нормоконтролер</b>     | Олішевський Г.С.      |                  |               |        |

Дніпро  
2020

**ЗАТВЕРДЖЕНО:**  
завідувач кафедри

систем електропостачання

\_\_\_\_\_ (повна назва)

\_\_\_\_\_ (підпис)

Рогоза М.В.

\_\_\_\_\_ (прізвище, ініціали)

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20 \_\_\_\_ року

**ЗАВДАННЯ**  
**на кваліфікаційну роботу**  
**ступеню Бакалавра**  
(бакалавра, спеціаліста, магістра)

студенту Егоровій В.А. академічної групи \_\_\_\_\_ 141-17ск-1  
(прізвище та ініціали) (шифр)

напряму 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка  
(код і назва спеціальності)

за освітньо-професійною програмою \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_ (офіційна назва)

на Модернізація високовольтної підстанції «Лівобережна-2»

затверджену наказом ректора НТУ «Дніпровська політехніка» від

| Розділ             | Зміст   | Термін виконання |
|--------------------|---|------------------|
| Вступ              | Виконати аналіз проблеми експлуатації електрообладнання.                              | 15.05.20         |
| Технічний розділ   | Виконати обґрунтований вибір основного електрообладнання ...                          | 25.05.20         |
| Спеціальний розділ | Виконати розрахунок основного електрообладнання                                       | 31.05.20         |
| Економічний        | Визначити техніко-економічні показники проекту: капітальні та експлуатаційні витрати. | 05.06.20         |
| Охорона праці      | Розробка інженерно-технічних заходів з охорони праці при експлуатації об'єкту.        | 10.06.20         |

**Завдання видано**

\_\_\_\_\_ (підпис керівника)

Дибрін С.В.

\_\_\_\_\_ (прізвище, ініціали)

**Дата видачі**

**Дата подання до екзаменаційної комісії**

**Прийнято до виконання**

\_\_\_\_\_ (підпис студента)

\_\_\_\_\_ (прізвище, ініціали)

## РЕФЕРАТ

Пояснювальна записка: \_\_ стор., \_\_ рис., \_\_ табл., \_\_ додаток., \_ джерел.

Об'єкт дипломного проекту: високовольтна підстанція «Лівобережна-2».

Предмет дослідження: розробка системи АСКУЕ.

Мета дипломної роботи: автоматизація електричної системи.

У вступній частині приведені всі основні поняття та критерії для створення систем АСКУЕ.

В основній частині наведено проектування електричної частини системи АСКУЕ.

Економічне обґрунтування проекту виконано шляхом розрахунків капітальних і експлуатаційних витрат на реалізацію запропонованих заходів, а також визначені фонд заробітної плати персоналу і термін окупності проектного рішення.

Щодо охорони праці, обґрунтовані заходи безпеки при експлуатації об'єкту, розраховано штучне та природне заземлення об'єкту.

КЛЮЧОВІ СЛОВА: АСКУЕ, ЛІЧИЛЬНИК, ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЯ, КОНТРОЛЕР, АВТОМАТИЗАЦІЯ, МОДЕРНІЗАЦІЯ, ЩИТ ОБЛІКУ.

## ЗМІСТ

|   |    |
|---|----|
| ПЕРЕДМОВА                                       | 6  |
| 1 ВСТУПНА ЧАСТИНА                               | 7  |
| 1.1 Призначення АСКУЕ                           | 8  |
| 1.2 Цілі організації АСКУЕ                      | 8  |
| 1.3 Характеристика об'єктів автоматизації       | 9  |
| 1.4 Вимоги до АСКУЕ                             | 10 |
| 1.5 Технічні засоби вимірювального каналу АСКУЕ | 23 |

|  |    |
|--|----|
| 2 ОСНОВНА ЧАСТИНА  | 24 |
| 2.1 Структуризація системи АСКУЕ   | 25 |
| 2.2 Реалізація системи для першого рівня   | 25 |
| 2.3 Програмне забезпечення нижнього рівня системи  | 26 |
| 2.4 Вибір лічильника електричної енергії   | 26 |
| 2.5 Вибір трансформатора струму  | 28 |
| 2.6 Програмне забезпечення верхнього рівня системи   | 31 |
| 2.7 Апаратура передачі даних   | 34 |
| 2.8 Характеристика системи передачі інформації.  | 36 |
| 2.9 Режими функціонування АСКУЕ  | 37 |
| 2.10 Організаційно-технічні заходи по відновленню робочого стану обладнання та взаємодії з електропостачальною організацією у разі виникнення аварійних ситуацій | 38 |
| 3 ОХОРОНА ПРАЦІ  | 42 |
| 3.1 Перелік основних нормативних документів  | 43 |
| 3.2 Заходи щодо забезпечення безпеки процесів  | 44 |
| 3.3 Пожежна безпека  | 44 |
| 3.4 Заземлення   | 45 |
| 4 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА   | 49 |
| 4.1 Розрахунок капітальних витрат  | 50 |
| 4.2 Розрахунок експлуатаційних витрат  | 53 |
| 4.3 Визначення вартості споживаної об'єктом електроенергії   | 57 |
| 4.4 Визначення інших витрат  | 57 |

## Передмова

Енергетика – невід’ємна складова наукового прогресу, та як і будь-яка наука вона має свій план на розвиток. На теперішній час енергетика розвивається за схемою три-Д, це декарбонізація, децентралізація та диджиталізація.

Декарбонізація потрібна для того, щоб зменшити споживання вуглецю та поліпшити екологічний стан на планеті, так як викиди які попадають в атмосферу під час горіння вуглецю руйнують азоновий шар та сприяють глобальному потеплінню.

Децентралізація – це використання джерел електричної енергії безпосередньо біля вузла споживання електроенергії. Це зменшує витрати на передачу електроенергії, та витрати на спорудження ліній електропередачі на великі відстані.

Диджиталізація – основа тема цієї дипломної роботи. За останні роки всі високотехнологічні системи стараються робити «розумними», так і енергетика прямує до вдосконалення за рахунок автоматизації електричних систем. Основна ідея диджиталізації енергетики складається в тому, щоб зменшити участь людини в функціонуванні та роботі об’єктів енергетики.

Система АСКУЕ є основним маркером диджиталізації енергосистем, тому що в любий момент часу можна відстежити показники мережі за допомогою смартфона або комп'ютера, без фізичного знаходження біля лічильника електричної енергії. АСКУЕ спрощує роботу для головного енергетика підприємства, електропостачальним компаніям, та звичайним громадянам за допомогою програмного забезпечення яке відображає показники споживання електроенергії та допомагає корегувати графіки споживання електричної енергії.

# 1 ВСТУПНА ЧАСТИНА

## 1.1 Призначення АСКУЕ

Локальне устаткування збору та обробки даних (АСКУЕ) для фідеру лінії Л-38 розміщеного на станції Лівобережна 35/6кВ призначається для:

- автоматизації обліку одержання і відпуску електроенергії та потужності (активної і реактивної) в кожній точці обліку на кордоні з постачальниками і споживачами;
- автоматичного знімання облікових даних з лічильників з метою забезпечення розрахунків за споживану електроенергію;
- забезпечення погодинного обліку електроенергії;
- отримання усереднених значень потужності в кожній точці обліку і побудови півгодинних (погодинних) графіків навантажень на добовому, місячному та річному інтервалах часу;
- підвищення швидкості обробки та обміну інформацією;
- створення спільного інформаційного простору для забезпечення комерційних інтересів суб'єктів енергоринку;
- підвищення оперативності управління режимами енергоспоживання, визначення та прогнозування складових балансу електроенергії;



- контролю технічного стану засобів обліку електроенергії;
- контролю та обліку споживання електричної енергії споживача.

## **1.2 Цілі організації АСКУЕ**

АСКУЕ для Л-38 організовується з метою:

- зниження комерційних втрат за рахунок підвищення точності обліку електричної енергії, отримання достовірної і своєчасної інформації про надходження, транзит та споживання електричної енергії на межі балансової належності споживача з іншими членами ринку електричної енергії для подальшого проведення фінансових розрахунків за електроенергію;
- забезпечення роботи всіх елементів АСКУЕ споживача в єдиному розрахунковому часу, із збереженням встановлених правил переходу на «літній/зимовий» час;
- забезпечення оперативного контролю режимів надходження електричної енергії в мережі споживача, поточного навантаження (енергоспоживання) і розподілу навантаження по окремих напрямках;

- забезпечення аналізу енергоспоживання і навантаження за напрямками на підставі графіка навантаження;

- забезпечення оперативного автоматичного контролю працездатності лічильників і каналів передачі даних.

### **1.3 Характеристика об'єктів автоматизації**

#### **Комерційний облік**

Розрахунковий облік для споживачів електричної енергії які підключені до лінії Л-38 необхідно організувати:

- а) ЩО II с.ш. РП-6 кВ ПС Лівобережна 2 -35/6кВ;

У АСКУЕ на всіх розрахункових приєднаннях, задіяних у розрахунках за спожиту електроенергію мають бути застосовані лічильники електроенергії, які забезпечують облік активної та реактивної енергії в обох напрямках, фіксацію 30-ти хвилинних значень потужності і мають цифровий інтерфейс передачі даних для роботи з АСКОЕ. Згідно з «Інструкції про порядок комерційного обліку електричної ЕНЕРГІЇ» дана система повинна ставитися до 8-го рівня систем обліку. Допустима похибка вимірювань для даного рівня системи становить 7,3 %.

## **1.4 Вимоги до АСКУЕ**

**Вимоги до структури та функціонування АСКУЕ повинна відповідати:**

- ГОСТ 34.603-92 - Види випробувань автоматизованих систем;
- РД 50-680-88 - Методичні вказівки. Автоматизовані системи;
- МПУ019/08-0 - Вимірювальні канали в комплексах технічних засобів автоматизованого обліку електроенергії. Методика повірки.
- Правил улаштування електроустановок (ПУЕ-2017).
- Технічним вимогам .

Технічні засоби АСКУЕ повинні включати в себе інтелектуальні лічильники електроенергії, комунікаційні пристрої та засоби телекомунікацій.

Схема організації АСКУЕ повинна забезпечувати збір і передачу даних від лічильників, встановлених в щиті обліку ЩО РП-6кВ ПС Лівобережна 2 - 35/6кВ

Технічні засоби системи АСКУЕ розміщуються в окремій шафі АСКУЕ РП-6кВ і повинні забезпечувати вимірювання і реєстрацію параметрів енергоспоживання.

Технічні засоби АСКУЕ повинні включати:

- вимірювальні трансформатори струму;
- вимірювальний трансформатор напруги;
- лічильники електроенергії;
- телекомунікаційне обладнання;
- кабельну систему.

Технічні засоби зв'язку повинні забезпечувати надійне і своєчасне транспортування даних з АСКУЕ в системи верхнього рівня.

АСКУЕ не повинна допускати втрати інформації при тимчасовому порушенні каналу зв'язку з лічильником.

**Вимоги до чисельності та кваліфікації персоналу обслуговуючого АСКУЕ**

Обслуговуючий персонал АСКУЕ повинен забезпечувати обслуговування апаратного забезпечення. До складу обслуговуючого персоналу повинен входити інженер-електронник.

Режим роботи обслуговуючого персоналу - однозмінний.

Навчання фахівців повинно проводитися за всіма видами використовуваного обладнання і охоплювати питання пуско-налагодження, експлуатації, технічного обслуговування, періодичних перевірок.

### **Вимоги до надійності**

Надійність функціонування АСКУЕ повинна забезпечуватися:

- вибором технічних засобів та ліцензійного системного та загального програмного забезпечення (ПО), характеристики і надійність якого відповідають сучасним міжнародним показникам і гарантуються угодами з фірмами - постачальниками;
- сумісністю технічних засобів та програмного забезпечення;
- використанням сучасної технології розробки прикладного ПЗ і його тестуванням;
- застосуванням джерел безперебійного (резервного) живлення.

Основні показники надійності технічних засобів АСКУЕ:

- середнє напрацювання на відмову апаратури передачі даних не менш 10000 годин;

- середній термін служби технічних засобів системи - не менше 15 років.

Відновлення працездатності технічних засобів системи (ТСС) проводиться заміною ТЗ зі складу ЗІП.

Примітка: час отримання дозволу на проведення робіт і доставки ЗІП не входить під час відновлення.

Інші показники надійності повинні відповідати вимогам ГОСТ 27.410-87 «Надійність в техніці».

### **Вимоги до безпеки**

Вимоги до безпеки комплексу технічних засобів системи повинні бути відображені в експлуатаційних документах на конкретні типи пристроїв, і забезпечувати безпеку при монтажі, наладці і в процесі експлуатації.

Вимоги до електробезпеки повинні відповідати нормам "Правил технічної експлуатації електричних станцій і мереж" і "Правил техніки безпеки при експлуатації електроустановок".

При улаштуванні, монтажі, технічному обслуговуванні та експлуатації технічних засобів АСКУЕ повинні дотримуватися вимог з техніки безпеки, викладені в експлуатаційній документації, а також вимоги, встановлені «Правилами улаштування електроустановок» (ПУЕ), Правилами безпечної експлуатації електроустановок, изд.2, 2000 р. (ПБЕ) та Правилами охорони праці під час експлуатації ЕОМ, затвердженими наказом №21 Держнагляду з охорони праці від 10.02.99. При розміщенні технічних засобів АСКУЕ та прокладання ліній зв'язку слід суворо дотримуватися вимог, прописаних ГОСТ12.3.019-80 та ДСТУ ГОСТ12.2.091: 2004.

Електрична міцність ізоляції ТСС повинна відповідати вимогам:

ГОСТ 22261-94 «Засоби вимірювання електричних і магнітних величин. Загальні технічні умови»;

ГОСТ 30206-94 (МЕК 687-92) «Статичні лічильники ват-годин активної енергії змінного струму (класи точності 0,2 S і 0,5 S)»;

Конструкція ТСС повинна забезпечувати в закритому стані захист обслуговуючого персоналу від ураження електричним струмом у відповідність з ГОСТ12.2.007.0 - 75 «Вироби електротехнічні. Загальні вимоги безпеки». За способом захисту людини від ураження електричним струмом ТСС повинні відповідати класу 01 по ГОСТ 22789-94 «Пристрої комплектні низьковольтні. Загальні технічні вимоги та методи випробувань». Всі затискачі, що

знаходяться в затискної коробці лічильника повинні закриватися кришкою, пристосованої для пломбування. Кришка повинна закривати нижні гвинти кріплення лічильника до щитка, а також підводяться до лічильника дроту не менше ніж на 25 мм. Вимоги безпеки вимірювальних трансформаторів повинні відповідати ГОСТ 12.2.007.0-75 і ГОСТ 12.2.007.3-75 «Електротехнічні пристрої на напругу понад 1000 В. Вимоги безпеки».

### **Вимоги до експлуатації, технічного обслуговування, ремонту і збереження**

Технічні засоби АСКУЕ мають використовуватися і зберігатися тільки в умовах, визначених експлуатаційної документації на них.

Режим експлуатації - безперервний, цілодобовий ( для окремих клієнтських АРМ - одно- двозмінний ). При використанні в опалюваних приміщеннях апаратура АСКУЕ повинна експлуатуватися при впливі наступних кліматичних факторів:

- температури навколишнього повітря від  $+5^{\circ}\text{C}$  до  $+40^{\circ}\text{C}$ ;
- відносної вологості повітря не більше 95 % при температурі  $+35^{\circ}\text{C}$ ;
- атмосферного тиску від 84 до 106,7 кПа;



- вплив синусоїдальної вібрації амплітудою 0,1 мм в діапазоні частот від 5 до 50 Гц.

При використанні в не опалювальних приміщеннях, апаратура АСКУЕ повинна експлуатуватися при впливі наступних кліматичних факторів:

- температури навколишнього повітря від  $-20^{\circ}\text{C}$  до  $+70^{\circ}\text{C}$ ;
- відносної вологості повітря не більше 95% без конденсації при температурі  $+35^{\circ}\text{C}$ ;
- атмосферного тиску від 84 до 106,7 кПа;
- вплив синусоїдальної вібрації амплітудою 0,1 мм в діапазоні частот від 5 до 50 Гц.

Електроживлення апаратури АСКУЕ має здійснюватися від промислової однофазної мережі змінного струму напругою 220 В частотою 50 Гц.

Технічне обслуговування АСКУЕ має включати щоденний контроль функціонування системи і відновлення її працездатності при несправності і відмови технічних і програмних засобів. Відновлення працездатності АСКУЕ повинно проводитися обслуговуючим персоналом шляхом заміни блоків і приладів із складу ЗІП (запасних частин, інструментів і приладдя) і (або)

шляхом перевстановлення компонентів ПЗ та відновлення бази даних (по резервних копіях).

Перелік технічних засобів, що входять в комплект ЗІП, визначається за результатами дослідної експлуатації. При відновленні ушкоджень апаратури АСКУЕ шляхом заміни вийшли з ладу технічних засобів зі складу ЗІП не повинно вимагатися додаткової настройки і регулювання блоків (повинна виконуватися тільки параметризація встановлюваних пристроїв і їх програмна інсталяція в системі).

Апаратура АСКУЕ повинна допускати зберігання у штатній тарі в опалювальних приміщеннях при наступних умовах:

- температури навколишнього повітря від  $+5^{\circ}\text{C}$  до  $+40^{\circ}\text{C}$ ;
- відносної вологості повітря не більше 95 % при температурі  $+35^{\circ}\text{C}$ ;
- атмосферного тиску від 84 до 106,7 кПа;

Апаратура АСКУЕ в штатній тарі повинна допускати транспортування усіма видами наземного транспорту. Умови транспортування в частині впливу кліматичних факторів повинні відповідати:

- температури навколишнього повітря від  $-20^{\circ}\text{C}$  до  $+70^{\circ}\text{C}$ ;

- відносної вологості повітря не більше 98% без конденсації при температурі +25°C;

- атмосферного тиску від 84 до 106,7 кПа.

Комплект поставки системи повинен забезпечувати можливість параметризації лічильників силами Замовника.

### **Вимоги до захисту та достовірності інформації**

Лічильники повинні мати додатковий захист у вигляді механічного блокування, зняти яку, не порушуючи пломб Державної повірки, було б неможливо при проведенні калібрування; У пам'яті електронних лічильників повинні зберігатися дата і час останнього програмування їх функцій і параметрів, встановлення часу внутрішнього годинника. Мати можливість установки захисту від несанкціонованого доступу у вигляді електронного ключа (пароля).

### **Вимоги щодо збереження інформації при аваріях**

Система АСКУЕ повинна зберігати працездатність при відключенні основної живильної мережі на період часу, відповідної категорії надійності

електропостачання електроустановок. При відмовах каналів зв'язку інформація про комерційні параметри енергоспоживання (добова і півгодинна по кожній точці комерційного обліку) повинна зберігатися технічними засобами АСКУЕ протягом не менше 45 діб.

### **Вимоги до захисту від впливу зовнішніх впливів**

Схемно-конструктивні способи захисту від впливу зовнішніх перешкод і радіоперешкод повинні забезпечуватися коректним виконанням екранування, фільтрації, заземлення тощо.

При передачі інформації по каналах зв'язку повинні використовуватися інтерфейси і протоколи обміну, що забезпечують захист від помилок.

### **Вимоги до функцій, виконуваних АСКУЕ**



Рис.1 – Структурна схема АСКУЕ.

Лічильник електроенергії:

- автоматичний контроль надходження ( відпустки ) електроенергії по точках обліку;
- фіксація графіка навантаження;
- настройку процедур обчислення розрахункових параметрів;
- документування інформації;
- формування звітів на основі шаблонів звітних форм;
- збереження звітів;
- отримання твердих копій (роздруківка) звітів;
- обмін інформацією з суміжними системами;

- видача в узгодженому обсязі параметрів обліку, розрахункових значень і звітних форм;

- настройку видів і обсягів інформації, що передається в суміжні системи (наприклад макетів);

- контроль і обмеження прав доступу користувачів суміжних систем до інформації БД;

#### Параметри обліку електроенергії

Система повинна забезпечувати облік з автоматичним збором даних, а також обчислення:

- надходження/відпустки активної і реактивної енергії по кожній точці обліку об'єкта замовника;

- активної і реактивної потужності по кожній точці обліку об'єкта замовника.

#### **Вимоги до видів забезпечення**

#### **Вимога до технічного забезпечення**

#### Вимоги до лічильника електричної енергії

Лічильник повинен мати високу надійність і стабільність метрологічних характеристик. Міжповірочний інтервал - не менше 6 років. Термін служби - не менше 20 років.

Для забезпечення можливостей дистанційного автоматичного збору інформації лічильник повинен мати послідовний інтерфейсний вихід. Конструкція лічильника повинна виключати можливість несанкціонованного впливу на результати вимірювання. Лічильник повинен забезпечувати вимірювання активної, реактивної енергії в двох напрямках і потужності (середньої) за період інтеграції.

Лічильник повинен забезпечувати періоди інтеграції величин, які вимірюються за 30 хв. Лічильник повинен забезпечувати збереження сумарних даних про електроспоживання при відключенні живлення протягом не менше 1 року і графіка навантаження з періодом інтеграції 0,5 год по кожному виду енергії протягом не менше 45 діб. Лічильник повинен мати можливість автоматичного переходу на роботу від резервного джерела живлення (з можливістю зчитування даних в ручному режимі і дистанційної передачі). Лічильник треба зберігати в незалежній пам'яті відомості про всі випадки доступу до режиму параметрування і про всі нештатні ситуації. База даних лічильників повинна формуватися з обов'язковою прив'язкою вимірюваних величин до відповідної мітки часу.

Лічильник повинен програмуватися з КТТ=1 і КТН=1 і автоматичним переходом на зимовий і літній час. Програма параметризації лічильника, у разі параметрування сторонньою організацією, уповноваженою АТ "ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ" у відповідності з Правилами користування електроенергією на виконання цих робіт, повинна бути узгоджена з департаментом по технічному забезпеченню продаж.

До складу апаратного забезпечення, що входить в АСКУЕ повинні входити:

- телекомунікаційне обладнання ;
- джерела безперебійного живлення телекомунікаційного обладнання;
- вимірювальні трансформатори струму (при необхідності);
- інше необхідне обладнання;

Вимоги до вимірювальних ланцюгів.

Ланцюги обліку вивести на окремі збірки затискачів в загальному ряді затискачів.

Лічильники підключити за допомогою випробувальних колодок.



Обраний спосіб підключення розрахункових лічильників повинен забезпечувати закорочування вторинних ланцюгів трансформаторів струму, відключення струмових ланцюгів лічильника і ланцюгів напруги в кожній фазі лічильників при їх заміні або перевірці, а також включення зразкового лічильника без відключення навантаження. Конструкція збірок, коробок затискачів розрахункових лічильників, випробувальних блоків повинна забезпечувати можливість їх пломбування. Навантаження вторинних кіл вимірювальних трансформаторів, до яких приєднуються лічильники, не повинна перевищувати номінальних значень. Допустиме завантаження трансформаторів струму не повинна бути нижче 20 % або відповідати п.1.5.17 ПУЕ. Клас точності вимірювальних трансформаторів струму і напруги для приєднання лічильників комерційного обліку електричної енергії має бути не менше 0,5 для ТН і 0,5 S для ТТ. Навантаження вторинних обмоток вимірювальних трансформаторів, до яких підключаються лічильники, не повинні перевищувати номінальних значень. Інші технічні вимоги повинні відповідати вимогам глави 1.5 ПУЕ (розділ «Облік електричної енергії із застосуванням вимірювальних трансформаторів»). Специфікація обладнання і технічні характеристики повинні визначатися на етапі розробки Технічного проекту. Вимоги до комунікаційного обладнання: швидкість передачі інформації через послідовні порти не менш 9600 бод.

### **Вимоги до конструкції**

Обладнання АСКУЕ, яке розміщується на об'єктах контролю повинна розміщуватись в настінних шафах промислового виконання, що мають ступінь захисту не менше IP54 (для не опалювальних приміщень).

### **Вимоги до інформаційного забезпечення**

Архівна інформація, зчитується з незалежної пам'яті лічильників, повинна являти собою пакети даних, що включають наступні параметри: - дата і час;\

- кількість прийнятої та відданої активної і реактивної енергії за тарифами за поточні і минулі добу;

- кількість прийнятої та відданої активної і реактивної енергії за тарифами за поточний і минулий місяць;

- дані півгодинного профілю активної і реактивної навантаження на зазначену дату і час.

Інформаційний обмін між компонентами системи АСКУЕ (комунікаційним обладнанням та розрахунковими лічильниками електроенергії) повинен забезпечуватися на основі CL, RS -232 або RS-485.

## **Вимоги до метрологічного забезпечення**

Метрологічне забезпечення АСКУЕ має здійснюватися засобами вимірювань, які мають акти (сертифікати) повірок метрологічних лабораторій, які мають право на проведення даних робіт. Засоби вимірювання повинні бути занесені до «Державного реєстру засобів вимірювань, допущених до використання в Україні».

Для забезпечення заявленої точності необхідно впровадження нових засобів вимірювальної техніки - лічильників і ТТ, класу точності з індексом 0,2S і 0,5S. Для забезпечення точності вимірювань (0,4 %) необхідно вжити таких заходів (згідно п.2.6.3.6. ГОСТ 34.602-89):

а ) розробити та затвердити нормативні документи, які встановлюють вказані вимоги до точності вимірювань на рівнях системи обліку;

б) провести ревізію вимірювальних схем, що використовуються в існуючих точках обліку для виявлення та усунення:

- невідповідності допускаються вторинних навантажень ТТ встановленим нормам;

- порушення умов експлуатації СЧ;

- порушення вимог до державної повірці;

в) розширити діапазони вимірювань вимірювальних схем в область  $(1 \div 5)\%$  номінальних струмів за рахунок:

- впровадження нових засобів вимірювальної техніки - СЧ і ТТ, класу точності з індексом S;

- атестації звичайних ТТ класу точності з індексом S;

г) передбачити послідовне впровадження нових засобів вимірювань з поліпшеними метрологічними характеристиками. Метрологічні характеристики використовуваних в системі засобів вимірювань повинні бути приведені в експлуатаційній документації на засоби конкретних видів.

Номенклатура, способи нормування та форми подання метрологічних характеристик повинні відповідати:

Р50 -080 -99 «Системи інформаційно -вимірювальні. Метрологічне забезпечення. Загальні положення »ДСТУ ГОСТ 8.009:2008 «Нормовані метрологічні характеристики засобів вимірювань» ;

ГОСТ 8.508-84 «Метрологічні характеристики засобів вимірювань і характеристики точності засобів автоматизації ГСП. Загальні методи оцінки та

контролю». Загальні вимоги до метрологічного забезпечення повинні відповідати Методиці МІ 1999-89

«Системи інформаційно -вимірювальні. Загальні вимоги до метрологічного забезпечення ».Форми метрологічного нагляду за засобами вимірювань, організація і порядок проведення повірки і метрологічної атестації повинні відповідати вимогам:- МІ2002-89

«Системи інформаційно -вимірювальні. Організація і порядок проведення метрологічної атестації»- МІ-222-80

«Методика розрахунку метрологічних характеристик вимірювальних каналів інформаційно - вимірювальних систем за метрологічними характеристиками компонентів»-Тпр. 66-81

«Типова програма метрологічної атестації інформаційно - вимірювальних систем. Вимоги до змісту і побудови».

Вимоги до метрологічних характеристик вимірювальних каналів (згідно п.3.1.2)

### **1.5 Технічні засоби вимірювального каналу АСКУЕ**

Вимірювальний канал включає в себе вимірювальні трансформатори струму (ТС) та лічильники електричної енергії. Вимірювальна обмотка трансформаторів струму використовується тільки для підключення струмових обмоток лічильника. Умови вибору трансформаторів струму для комерційного обліку. Вибір трансформаторів струму, використовуваних для комерційного обліку, обумовлений:

- вимог Правил улаштування електроустановок;
- вимогами метрологічного забезпечення достовірності комерційної інформації РД34.11.325-90.

Трансформатори струму відповідно до вимог Правил влаштування електроустановок, вибираються за таким умовам:

- по конструкції і родом установки,
- по напрузі електроустановки ( мережі )  $U_{ном\ т.т.} > U_{мережі}$ ,
- по номінальному струму ТТ з первинного струму вибирається з ряду номінальних значень первинного струму згідно ДСТУ ІЕС 60044-1:2008.

$$I_{ном\ т.т.} > I_{раб\ т.т.}$$

де:  $I_{ном\ т.т.}$  - номінальний робочий струм електроустановки;

$I_{\text{раб т.т}}$  - максимальний робочий струм електроустановки.

## 2 ОСНОВНА ЧАСТИНА

## **2.1 Структуризація системи АСКУЕ.**



Реалізація системи АСКУЕ для лінії Л-38 виконується наступним чином:

- Перший рівень - необхідно встановити лічильник електроенергії який буде підключений до контролера системи АСКУЕ, так як облік встановлюється на стороні напруги 6 кВ - то ми повинні застосовувати лічильник трансформаторного включення. Необхідно встановити додаткові вимірювальні трансформатори струму з класом точності 0,5/0,5S яку будуть підключені через клемний перехідник до лічильника, та використати існуючий трансформатор напруги ТНАМИ-10 який також буде підключений через клемну колодку до лічильника;
- Другий рівень – налаштування системи АСКУЕ яка складається з наступних компонентів: контролер с GSM-модулем, джерело безперебійного, лічильник електроенергії.

## **2.2 Реалізація системи для першого рівня.**

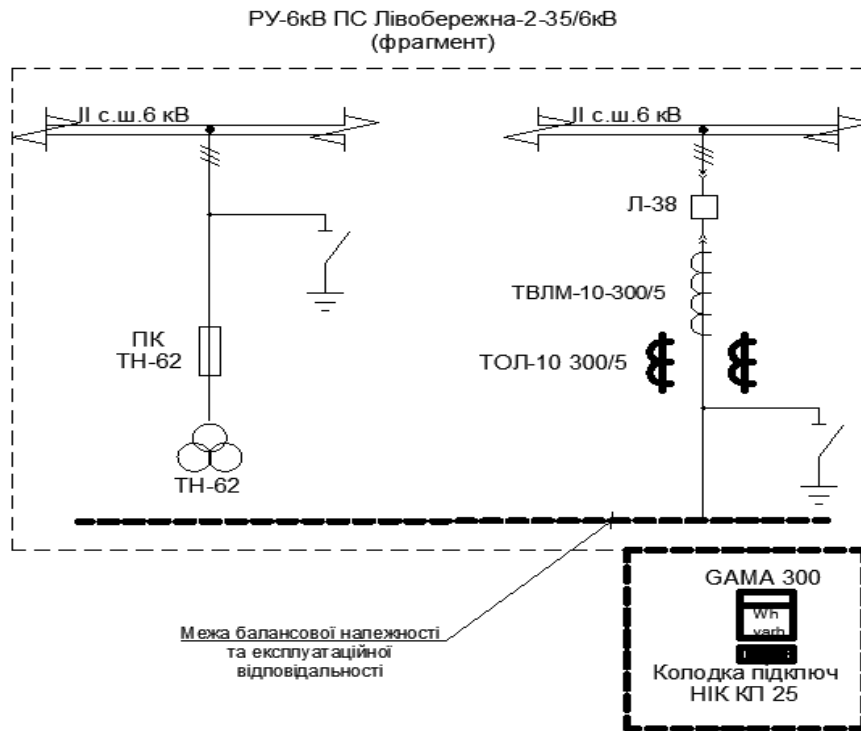


Рис.2 – Схема електрична принципова проектного обладнання.

Примітка: товстою лінію відображено обладнання що проектується .

Програмне забезпечення (ПЗ) АСКУЕ є двома відносно незалежними один від одного компонентами: ПЗ нижнього рівня (електронні лічильники) і ПЗ верхнього рівня (операційна система, локальна мережа, офісне ПЗ, допоміжні програми, спеціальне (прикладне) програмне забезпечення).

## 2.3 Програмне забезпечення нижнього рівня системи

Програмне забезпечення нижнього рівня є програмними модулями, вбудованими в багатофункціональні лічильники. Програмне забезпечення нижнього рівня забезпечує виконання багатофункціональними лічильниками свого основного призначення - обліку електричної енергії, а також, обробку, інтеграцію, групування і зберігання інформації в базі даних лічильників відповідно до заданих алгоритмів і критеріїв.

Доступ до лічильників забезпечується через оптичний або послідовний порт (в даному випадку RS-485).

Програмне забезпечення нижнього рівня, що визначає порядок та критерії ведення обліку електроенергії встановлюється у лічильники перед їх монтажем шляхом виконання програмування лічильників відповідними службами енергопостачальних організацій.

## **2.4 Вибір лічильника електричної енергії.**

Лічильники електроенергії призначені для вимірювання первинних параметрів обліку електроенергії АСКУЕ має забезпечувати безперервне функціонування в режимі періодичного і інтерактивного опитування точок обліку електроенергії, мають бути застосовані такі лічильники, які забезпечують облік активної та реактивної енергії в обох напрямках, фіксацію 30-ти хвилинних значень потужності і мають цифровий інтерфейс передачі даних для роботи з АСКОЕ.

До установки приймаємо трифазний електронний лічильник GAMA 300  
G3B 144.230.F17.B2.P4.C311.A3.L1



Рис.3 – Лічильник електроенергії GAMA 300/

Номінальні параметри якого:

1. Клас точності:

а) активна енергія 1.0 (ДСТУ EN 62053-21:2015), В (ДСТУ EN 50470-3:2010)

0.5S (ДСТУ EN 62053-22:2015), С (ДСТУ EN 50470-3:2010);

б) реактивна енергія 2.0 (ДСТУ EN 62053-23:2015);

2. Номінальна напруга – універсальне підключення 3x57,7/100 ... 240/400;

3. Номінальний струм – трансформаторне включення 0,2%In (клас 1.0), 0,1%In (клас 0.5S);

4. Джерело безперебійного живлення – літійіонна батарея;

5. Пристрій зв'язку:

а) оптичний зв'язок IEC 62056-21, DLMS;

б) CL "струмова петля" IEC 62056-21/DLMS;

в) RS485, RS232 IEC 62056-21/DLMS M-Bus EN 13757-2, EN 13757-3.

Для підключення лічильника необхідно використовувати трансформаторне включення яке виконується за допомогою трансформаторів

струму та трансформатора напруги, тому що облік електричної енергії встановлюється в РП-6кВ.

## **2.5 Вибір трансформаторів струму.**

На станції ПС Лівобережна 2 35/6кВ передбачено встановлення трансформаторів напруги для пристроїв вимірювання та релейного захисту тому ми можемо підключити лічильник до ТНАМИ-6 встановленого да II секції шин в РП-6кВ ПС Лівобережна 2 – 35/6кВ.

Трансформатори струму ТВЛМ-10-300/5 які встановлені в комірці К-6У для лінії Л-38 ми використати не можемо тому що, вони слугують для релейного захисту який прив'язаний до вакуумного вимикача в К-6У для Л-38. Тому встановлюємо трансформатори струму ТОЛ-10 УЗ 300/5.



Рис.2 - Трансформатор струму ТОЛ-10 УЗ 300/5.

### Превірочний розрахунок трансформаторів струму

Трансформатори струму, які призначені для живлення вимірювальних приладів обираються за наступними умовами:

- за номінальною напругою  $U_{ном} \leq U_{ном.ТС}$ ;
- за номінальним струмом  $I_{ном.нав} \leq I_{ном.ТС}$ ;
- за конструкцією та класом точності;
- по термічній та динамічній стійкості;

До установки приймаємо трансформатори струму ТОЛ-10 300/5 з наступними характеристиками:

- номінальна напруга - 10 кВ;
- номінальний струм - 300 А;
- класи точності обмоток - 0,5/0,5S;

- струм термічної стійкості – 31,5 кА;
- струм динамічної стійкості - 81 кА.

Перевіряємо обраний трансформатор струму на відповідність вимогам.

1. Номінальна напруга  $6 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ}$ .
2. Номінальний струм  $300 \text{ А} \leq 300 \text{ А}$ .
3. Струм термічної стійкості

$$I_{\text{терм}} = I_{\text{КЗмах}} * \sqrt{t/\pi} / \sqrt{1} = 12,7 * \sqrt{0,02} / \sqrt{1} = 1,79 \text{ кА},$$

де  $I_{\text{КЗмах}} = 12,7 \text{ А}$  - струм 3-ф короткого замикання на шинах 6 кВ ПС  
Лівобережна 2 -35/6кВ в максимальному режимі;

$$t/\pi = 0,02 \text{ с} - \text{приведений час КЗ.}$$

$$1,79 \text{ кА} \leq 31,5 \text{ кА}$$

4. Струм динамічної стійкості

$$I_{\text{дин}} = (I_{\text{КЗмах}} * \sqrt{2}) * K_{\text{уд}} = (12,7 * \sqrt{2}) * 1,8 = 32,32 \text{ кА},$$



де  $K_{уд} = 1,8$  - коефіцієнт ударного струму.

$$32,32 \text{ кА} \leq 81 \text{ кА}.$$

- Всі необхідні умови виконуються. Остаточного приймаємо до встановлення трансформатори струму ТОЛ-10 300/5 кл. т. 0,5S / 0,5.

Схема підключення лічильника

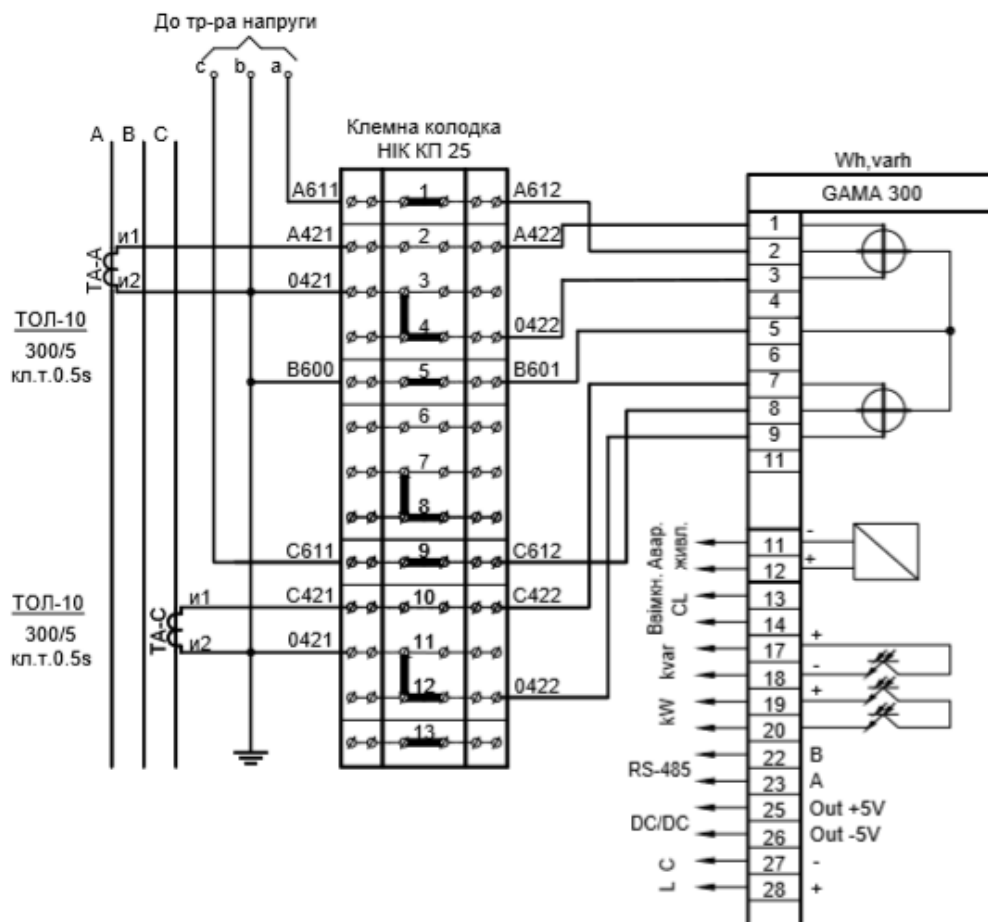


Рис.4 - Схема електричних з'єднань для підключення трансформаторів струму та трансформатора напруги до лічильника.

Підключення лічильника до мережі виконується за допомогою клемної колодки НІК КП 25, яка слугує проміжною ланкою між трансформаторами струму та трансформатором напруги.

## **2.6 Програмне забезпечення верхнього рівня системи.**

Програмне забезпечення АСКУЕ включає спеціальні програми, що дозволяють налаштовувати процедури обчислення розрахункових параметрів, налаштовувати призначений для користувача інтерфейс (екранні і звітні форми), створювати і корегувати шаблони макетів експорту даних, формувати реєстр розсилки макетів експорту даних.

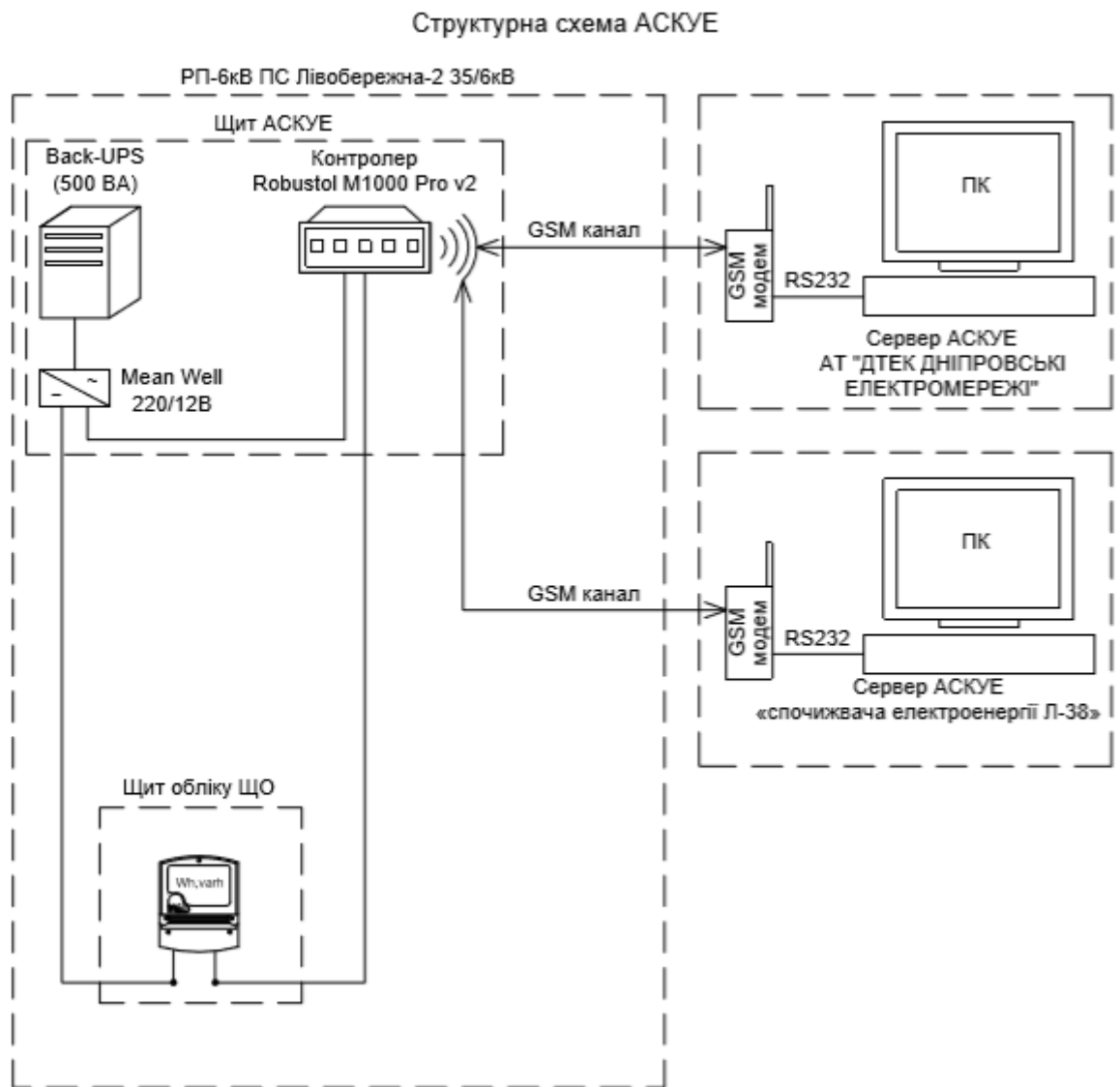


Рис.5 – Структурна схема АСКУЕ.

Програмне забезпечення (ПЗ) відповідає вимогам «Концепції побудови автоматизованих систем обліку електроенергії в умовах енергоринку», загальним вимогам та складається з загального і спеціального програмного забезпечення.

Програмне забезпечення верхнього рівня умовно ділиться на:

- базове (стандартне);
- системне;
- спеціальне (прикладне).

Стандартне програмне забезпечення включає в себе: базове операційне середовище з комплексом обслуговуючих програм; програмне забезпечення обслуговування та супроводу локальної мережі (ETHERNET і т.п.); офісне програмне забезпечення (MS-OFFICE 2010); різні інструментальні пакети, тощо. В якості системи керування базою даних - SQL. На ТПО встановлюється ліцензійна операційна система не нижче WINDOWS 7 та стандартний програмний продукт Microsoft Office 2010. Базове програмне забезпечення сервера та ТПО АСКОЕ має бути ліцензійне і сертифіковане в Україні.

Системне програмне забезпечення призначено для розширення функціональних можливостей комплексу технічних засобів, автоматизації проектування і управління обчислювальними процесами, ліквідації мовного бар'єру між програмним комплексом і користувачем і т.п. Системне програмне забезпечення включає:

- засоби інтеграції програмних модулів в АСКОЕ;

- засоби організації роботи із стандартними і нестандартними;
- зовнішніми пристроями (драйвери) і т.п.

Спеціальне (прикладне) ПЗ АСКОЕ використовується для виконання всіх функцій і процесів зі збору, обробки, зберігання, передачі й представлення даних обліку електроенергії із урахуванням вимог нормативних документів та вимог, що представлені у цьому документі. ПЗ АСКОЕ забезпечує налаштування всіх параметрів конфігурації, у тому числі:

- перелік та атрибути точок обліку;
- перелік, тип, атрибути лічильників;
- план опитування;
- параметри сервера БД (глибина зберігання, допустиме розходження часу, ін.);

екранні та звітні форми.

## **2.7 Апаратура передачі даних.**

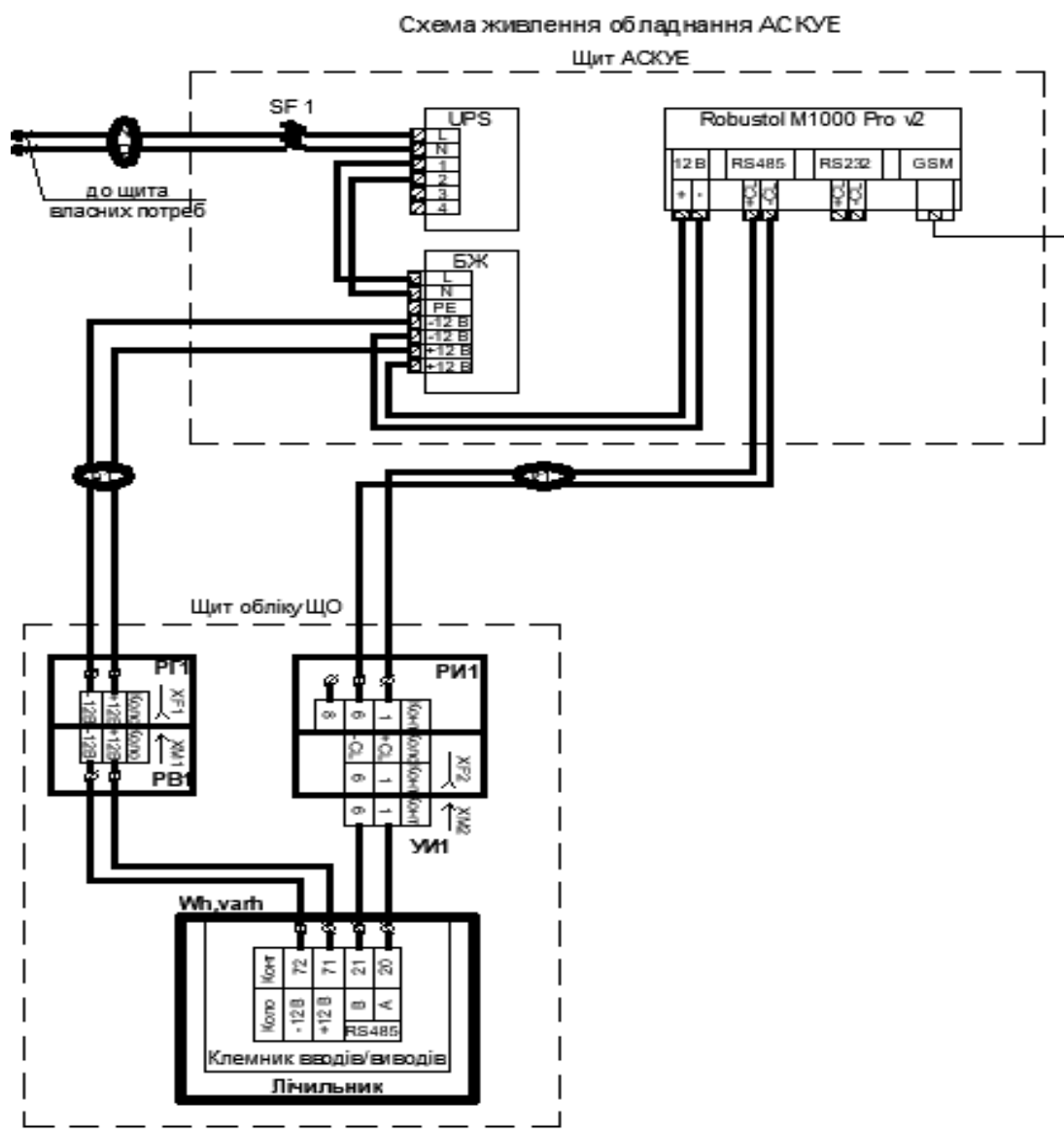


Рис.6 - Схема живлення обладнання АСКУЕ.

| Специфікація |            |  |           |          |
|--------------|------------|--|-----------|----------|
| Поз.         | Позначення | Найменування   | Кіл., шт. | Примітка |
| УИ1, УИ2     |            | Подовжувач інтерфейсу LIC8P8RS   | 1         |          |
| РИ1, РИ2     |            | Розгалуджувач інтерфейсу RIC8P8RS  | 1         |          |
| РВ1, РВ2     |            | Вилка IEC80320 C 13 F  | 1         |          |
| РГ1, РГ2     |            | Розетка IEC80320 C 14 M  | 1         |          |
| БЖ           |            | Блок живлення S-100-12   | 1         |          |
| UPS          |            | Джерело безперервного живлення 500Вт                                     | 1         |          |
| SF 1         |            | Автоматичний вимикач 2р, 230В, 6А  | 1         |          |
|              |            | Контролер Robustol M1000 Pro v2  | 1         |          |
| Wh, varh     |            | Лічильник активної та реактивної електроенергії комбінованного включення | 1         |          |
|              |            | GAM F 300  |           |          |
| н1           |            | Кабель ВВГнг 2х1,5, м  | 2         |          |
| к1           |            | Кабель інформаційний   |           |          |
|              |            | CEI20-22III PVC 10х0,22, м   | 4         |          |
|              |            | Металорукав в ПВХ ізоляції Ø20 мм, м                                     | 7         |          |
|              |            |  |           |          |

Табл.1 – Специфікація для схеми живлення обладнання АСКУЕ.

Контролер Robustol M1000 Pro v2 призначений для дистанційного збору, накопичення, і передачі на сервер інформації про спожиту електричну енергію.

Технічні параметри:

а) кількість інтерфейсів - 4

- струмова петля 20 мА;
- RS-485;
- RS-232;
- GPRS канал;

пасивна 25 мА струмова петля.

б) індикація - точкові світлодіоди.

в) живлення - напруга живлення - від 9 до 36В DC або зовнішнє джерело +5В;

- споживана потужність - не більше 2,5 Вт

г) конструкція- розміри 68х93х37мм, IP20.

## **2.8 Характеристика системи передачі інформації.**

За запитом на сервер збору даних АСКОЕ по основному каналу зв'язку інформація автоматично передається через контролеру збору даних Robustol



M1000 Pro v2. В якості основного використовується канал зв'язку з використанням стандарту GPRS. Обмін даними між лічильниками та контролером збору даних Robustol M1000 Pro v2 відбувається по інтерфейсу RS-485.

Роботу контролера здійснює керуюча програма, записана в пам'яті програм процесорного модуля. Після включення живлення вбудована програма запускається, автоматично тестує контролер і в разі його справного стану переходить в основний режим роботи. Самотестування контролера виконується при включенні живлення, а також раз на добу перед сеансом контрольованого знімання інформації з видачею службової інформації на сервер збору даних АСКУЕ. В основному режимі контролер проводить прийом і передачу інформації від електронних лічильників, за відповідним протоколом обміну, на сервер збору даних АСКУЕ.

ТЗС АСКУЕ виробляють наступні основні розрахунки:

- добових графіків (усереднених за тридцятихвилинний інтервали) значень активних і реактивних потужностей по кожній точці приєднання;

- сумарних добових графіків (усереднених за тридцятихвилинний інтервали) значень активних і реактивних потужностей по кожній точці приєднання;
- поточних значень активної та реактивної електроенергії з початку місяця по кожній точці приєднання;
- сумарних величин поточних значень активної та реактивної електроенергії з початку місяця по кожній точці приєднання;
- сумарних величин поточних значень витрати активної електроенергії на власні потреби з початку місяця;
- сумарних величин поточних значень активної електроенергії на власні потреби з початку місяця.

## **2.9 Режими функціонування АСКУЕ.**

Режим нормального функціонування - безперервний, цілодобовий.

У режимі нормального функціонування АСКУЕ не потребує обслуговування (крім регламентного обслуговування, обумовленого «Інструкцією з експлуатації»).

Функціонування в аварійних режимах. АСКУЕ можуть бути наступні аварійні режими функціонування:

а) відмова каналу зв'язку (комунікаційного обладнання, лінії зв'язку);

б) відмова лічильника. Лічильники оснащені вбудованою системою діагностики, яка дозволяє виявити більшість випадків нештатного функціонування. Усунення несправності можливе тільки заміною лічильника або інших елементів вимірювального каналу;

**2.10 Організаційно-технічні заходи по відновленню робочого стану обладнання та взаємодії з електропостачальною організацією у разі виникнення аварійних ситуацій**

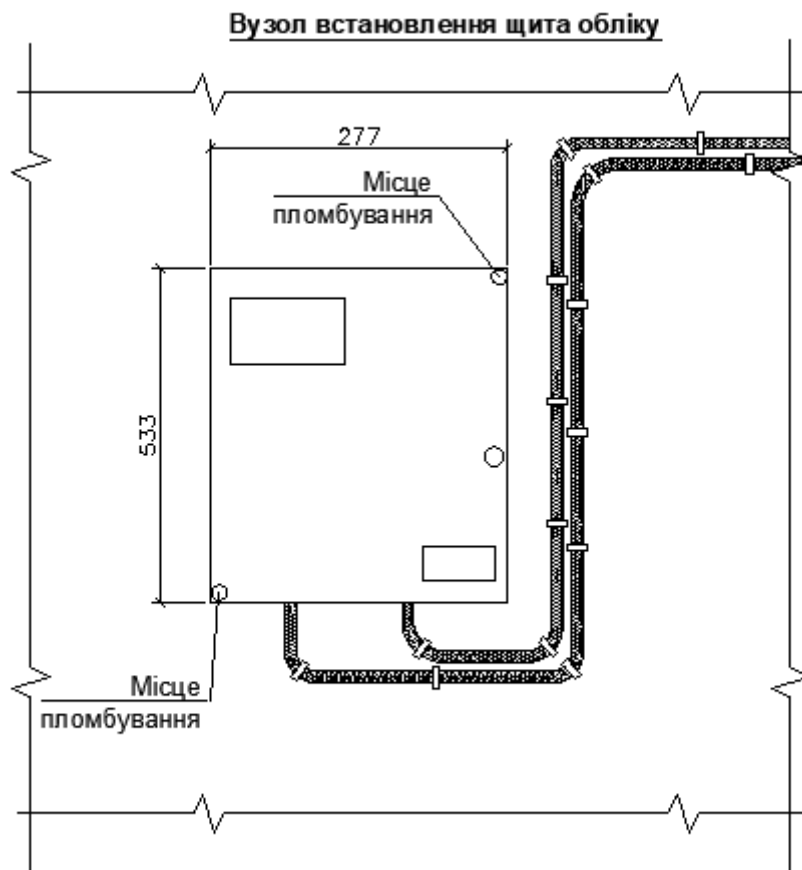


Рис.7 – Вузол встановлення щита обліку.

Споживач повинен забезпечити збереження і цілісність встановлених на його території (у його приміщенні) розрахункових засобів обліку електричної енергії та пломб (відбитків їх тавр) відповідно до акта про пломбування та не допускати безоблікового користування електричною енергією від технологічних електричних мереж споживача, а також відшкодовує збитки, завдані постачальнику електричної енергії (електропередавальній організації), у

разі виявлення безоблікового користування електричною енергією від технологічних електричних мереж споживача.

Споживач зобов'язаний оперативно повідомляти органи Держенергонагляду, Держнаглядохоронпраці України, постачальника електричної енергії та електропередавальну організацію відповідно до їх повноважень про:

1) порушення схеми розрахункового обліку електричної енергії, несправності в роботі

2) автоматизованих систем обліку і розрахункових засобів обліку, що належать споживачу за ознакою права власності, користування, повного господарського відання або встановлені на території споживача;

3) 2) порушення, які пов'язані з відключенням ліній живлення, пошкодженням основного устаткування, ураженням електричним струмом людей і тварин, а також пожежі, викликані несправністю електроустановок споживача або електроустановок, розташованих на території споживача;

4) 3) випадки несправності устаткування і пристроїв релейної захисної автоматики (РЗА) та пристроїв автоматичного частотного розвантаження (АЧР), які належать електропередавальній організації та розташовані в приміщенні або в електроустановках споживача;

5) порушення умов використання договірною обсягу споживання електричної енергії, графіків обмеження споживання електричної енергії, обмеження споживання електричної потужності, аварійних відключень споживачів електричної енергії, спеціальних графіків аварійних відключень;

б) виявлення безоблікового користування електричною енергією від технологічних електричних мереж споживача.

У разі виникнення аварійних ситуацій споживач має забезпечити доступ персоналу електропередавальної організації (постачальника електричної енергії за регульованим тарифом) для виконання оперативних перемикань, відключень електроустановок електропередавальної організації (постачальника електричної енергії за регульованим тарифом), обслуговування розрахункових засобів обліку електричної енергії, протиаварійної системної автоматики, виконання робіт, пов'язаних із спорудженням і ремонтом електричних мереж електропередавальної організації (постачальника електричної енергії за регульованим тарифом), що розташовані на території споживача.

У разі порушення схеми розрахункового обліку електроенергії, пошкодження або викрадення розрахункових засобів обліку електричної енергії внаслідок дій (бездіяльності) споживача їх ремонт, заміну і технічну перевірку здійснюють за рахунок споживача.

Споживачі, які мають у власності резервне джерело живлення (електроустановку, яка призначена для виробництва або перетворення та розподілу електричної енергії), про що має бути зазначено в договорі з постачальником електричної енергії, несуть повну відповідальність за його технічний стан і готовність до своєчасного пуску. Збитки та негативні наслідки від несвоєчасного або несанкціонованого пуску резервних джерел живлення відшкодовуються за рахунок їх власників.

Споживач не несе відповідальності за майнову шкоду, заподіяну постачальнику електричної енергії за регульованим тарифом (електропередавальній організації) або третім особам, та матеріальні збитки, які викликані:

- 1) форс-мажорними обставинами (наслідки форс-мажорних обставин підтверджуються відповідним актом);
- 2) некваліфікованими діями персоналу електропередавальної організації, постачальника електричної енергії або субспоживача.











### 3. Охорона праці



### **3.1 Перелік основних нормативних документів**

Заходи з охорони праці при експлуатації об'єкта будівництва, а також при проведенні будівельно-монтажних робіт передбачаються з урахуванням вимог наступних нормативних документів:

- Закон України "Про охорону праці";
- ДБН А.3.2-2-2009 "Охорона праці і промислова безпека у будівництві";
- Закон України "Про пожежну безпеку";
- "Правила технічної експлуатації електроустановок споживачів";
- ДНАОП 0.00-1.21-98 "Правил безпечної експлуатації електроустановок споживачів";

### **3.2 Заходи щодо забезпечення безпеки процесів**

Роботи, що виконуються на об'єкті є небезпечними внаслідок можливості ураження електричним струмом та можливості падіння працівників з висоти. У зв'язку з цим, роботи повинні виконуватися в строгій відповідності з ПТЕЕС і ПБЕЕС.

Працівники, що задіяні при ремонтних та експлуатаційних роботах, повинні мати навички та знання для безпечного виконання робіт, мати відповідну групу з електробезпеки, пройти навчання та перевірку знань з питань охорони праці (наказ №15 від 26.01.2005р. Держгірпромнагляду, Типове положення про інструктажі, спеціальне навчання та перевірку знань з питань пожежної безпеки на підприємствах, в установах та організаціях, затверджених наказом МНС України №368 від 29.09.2003р.).

До робіт не допускаються особи, які не пройшли медичний огляд.

Безпека обслуговуючого персоналу при експлуатації обладнання забезпечується за рахунок спеціальних конструктивних рішень:

- використання технічно досконалого обладнання;
- розміщення обладнання, що забезпечує його вільне обслуговування;
- захисного заземлення електроустановок;
- використання при виконанні будівельно-монтажних робіт машин та механізмів, в конструкції яких закладені принципи охорони праці.

В тих випадках, коли вимоги щодо відстані від елементів діючих електроустановок, що знаходяться під напругою, до працюючих механізмів

виконати неможливо, необхідно відключати і заземляти ці електроустановки. Кількість, тривалість і час таких відключень повинні бути вказані в проекті провадження робіт і погоджені енергопостачальною організацією.

При роботі в діючій електроустановці персоналу електромонтажних організацій заборонено виконувати роботи без зняття напруги поблизу струмоведучих частин і на струмоведучих частинах, що знаходяться під напругою.

### **3.4 Пожежна безпека**

Пожежна безпека забезпечується застосуванням негорючих конструкцій, заземленням устаткування, автоматичним відімкненням струмів короткого замикання, дотриманням нормативних габаритів та вимог ізоляційних матеріалів, виконанням відгалуджень до вводів в будівлю ізольованими проводами.

Заходи щодо захисту персоналу від травмування

Для забезпечення безпеки персоналу при виконанні робіт:

- перед початком робіт повинен бути проведений інструктаж;



- повинні бути встановлені знаки безпеки відповідно до вимог ПТЕЕС;
- на місці роботи повинна бути "знята" напруга, а електрообладнання заземлене;
- при виконанні робіт на висоті необхідно виконати заходи захисту від можливості падіння людей або предметів (наказ №62 від 27.03.2007р. Про затвердження Правил охорони праці під час виконання робіт на висоті).

### **3.4 Заземлення**

Конструктивно існуюче обладнання комунікаційного модуля, призначено для встановлення в промисловому щиті, що має ступінь захисту IP54. Комунікаційне обладнання заземлюється проводом ПВ 3 6 мм<sup>2</sup> на шину заземлення або спеціально встановлені заземлювачі.

Заземлюючий пристрій РП-6кВ складається з зовнішньої та внутрішньої частини.

## Внутрішня частина

Заземлюючий пристрій (ЗП) виконано зі смуги сталюї 40х4 мм, прокладеної по периметру приміщення на висоті 0,4 м від рівня чистої підлоги.

В якості магістралей заземлення використовуються всі металоконострукції, на яких встановлюється електрообладнання. Зазначені металоконострукції з'єднуються між собою смугою сталюю перерізом 40х4 мм способом зварювання. До магістралі заземлення підключені корпуси обладнання в навісному і підлоговому виконанні.

Також, виконано заземлені металоконострукції лотків, воріт, дверей і вентиляційних решіток. Обкладки дверних прорізів підключити до магістралі заземлення смугою сталюю 40х4 на зварюванні, а полотна дверей і воріт - ізольованим мідним гнучким проводом перетином 6 мм<sup>2</sup> необхідної довжини.

Проходи через стіни виконані в трубах на висоті 0,4 м від нижнього рівня підлоги з безпосереднім закладенням місць проходу для досягнення ліміту вогнестійкості EI 60. У цих місцях провідники заземлення не мають з'єднань і відгалужень. Розміри прорізу передбачені мінімальними, що забезпечує вільний прохід провідника.

## Зовнішня частина

Зовнішній заземлюючий пристрій виконано з 8-ти вертикальних електродів, з'єднаних між собою горизонтальними заземлювачами із смуги 4х40 мм, які прокладаються в траншеї на глибині 700 мм від поверхні землі. В якості електродів використовується кутова сталь розміром 50х50х5 мм, довжиною 3 метри.

Зовнішній заземлюючий пристрій і внутрішній заземлюючий пристрій підстанції з'єднується за допомогою зварювання.

Опір заземлюючого пристрою повинен бути не більше 4 Ом.

Розрахунок природного заземлюючого пристрою

Розрахунок заземлюючого пристрою виконаний на підставі ДСТУ Б В.2.5-38:2008 та "Методического руководства по проектированию заземляющих устройств" М-037-2-81.

Для виконання неперервності електричного зв'язку всі з'єднання струмовідводів із заземлювачами, а також заземлювачів між собою повинні бути виконані зварними.

Розрахунок опору розтіканню багатоелектродного заземлювача виконуємо в наступній послідовності:

а) Розрахунок опору розтікання одиничного вертикального заземлювача  
із кута сталюого 50х50х5 мм довжиною 3 м виконуємо за формулою:

$$R_B = \frac{k_1 * p}{2 * 3,14 * l} * \left( \ln \frac{2 * l}{0,95 * b} + \frac{1}{2} \ln \frac{4 * l + 7h}{l + 7h} \right), \text{Ом};$$

де:  $p$  - питомий опір ґрунта на рівні забивки електродів, 100 Ом/м;

$l$  - довжина вертикального заземлювача, приймаємо 3 м;

$b$  - ширина сторони кута вертикального заземлювача;

$h$  - відстань від поверхні землі до верхнього заземлювача, приймаємо  
 $h=0,7$  м (глибина прокладки полоси);

$k_1$  - поправочний коефіцієнт промерзання, для III кліматичної зони  
дорівнює 1,5 (Табл. 1, додаток 2)

$$R_B = \frac{1,5 * 100}{2 * 3,14 * 3} * \left( \ln \frac{2 * 3}{0,95 * 0,05} + \frac{1}{2} \ln \frac{4 * 3 + 7 * 0,7}{3 + 7 * 0,7} \right) = 39,29, \text{Ом};$$

б) Розрахунок опору горизонтального заземлювача

Розрахунок опору горизонтального заземлювача у вигляді металевої полоси виконується по формулі:

$$R_{\Gamma} = \frac{k_2 * p}{3,14 * l} * \ln * \frac{1,5 * l}{\sqrt{b * h}}, \text{ Ом};$$

де:  $p$  - питомий опір ґрунта на рівні улаштування полоси, 100 Ом\*м;

$k_2$  - поправочний коефіцієнт промерзання горизонтального заземлювача, для III кліматичної зони дорівнює 2,2 (М-037-2-81 Табл 1, додаток 2);

$l$  - довжина горизонтального заземлювача - 60 м;

$b$  - ширина заземлювача (полоса 40х4мм);

$$R_{\Gamma} = \frac{2,2 \cdot 100}{3,14 \cdot 60} * \ln * \frac{1,5 \cdot 60}{\sqrt{0,04 \cdot 0,7}} = 7,34, \text{ Ом};$$

в) Розрахунок опору багатоелектродного заземлювача

Розрахунок опору багатоелектродного заземлювача виконується по формулі:

$$R_{\Sigma} = \frac{R_{\text{В}} \cdot R_{\Gamma}}{R_{\text{В}} \cdot \eta_{\text{В}} + R_{\Gamma} \cdot \eta_{\Gamma} \cdot n}, \text{ Ом}$$

де:  $\eta_{\text{В}}$ ,  $\eta_{\Gamma}$  - коефіцієнти використання горизонтального та вертикального заземлювача відповідно (М-037-2-81 табл. 2,3,4 додаток 5, лист 32);

$\eta_{\text{В}} = 0,56$  при відношенні  $a/l = 1,67$ ;

Відстань між заземлювачами, рівна 3-5 м;

$\eta_{\Gamma} = 0,7$  при числі вертикальних заземлювачів  $n = 10$ ;

$$R_z = \frac{39,29 \cdot 7,34}{39,29 \cdot 0,56 + 7,34 \cdot 0,62 \cdot 10} = 3,9 < 4, \text{ Ом}$$

що знаходиться в межах норм ДСТУ Б В.2.5-38:2008 та ПУЕ.

Для заземлення використовується сталь кутова 50х50х50, стальна полоса шириною 40х40, вертикальні електроди.

Заземлення та захист від перенапруг

Система заземлення ТП - TN-C.

Для запобігання ураження електричним струмом проектом передбачено приєднання до захисного заземлення:

- камери КСО-393М;
- щити обліку та АСКУЕ;
- всі встановлюванні металоконструкції.

Для захисту від перенапруг передбачено встановлення ОПН на секціях шин 6кВ



## 4 Економічна частина



#### 4.1 Розрахунок капітальних витрат

Для розрахунку капітальних витрат нам потрібна вартість електрообладнання, які показані в таблиці 2.

| з/п | Найменування технічних засобів (комплектуючих виробів) | Кількість | Ціна за одиницю грн. | Сума грн |
|-----|--|-----------|----------------------|----------|
|     | Лічильник електроенергії                               | 1         | 4                    | 4        |
|     | GAMA   | шт.       | 554                  | 554      |
|     | Трансформатори струму                                  | 2         | 2                    | 4        |
|     | ТОЛ-10   | шт.       | 450                  | 900      |
|     | Кабельнопровідникова                                   | 6         | 1                    | 9        |

|  |                                    |             |          |           |
|--|------------------------------------|-------------|----------|-----------|
|  | продукція                          | 0 м.        | 5 грн/м  | 00        |
|  | Клемна колодка                     | 1<br>шт.    | 1<br>15  | 1<br>15   |
|  | Контролер Robustol<br>M1000 Pro v2 | 1<br>шт.    | 4<br>750 | 4<br>750  |
|  | Джерело безперебійного<br>живлен   | 1<br>шт.    | 2<br>150 | 2<br>150  |
|  | Блок живлення                      | 1<br>шт.    | 1<br>200 | 1<br>200  |
|  | Автоматичний виикач 2р<br>6А       | 1<br>шт.    | 1<br>85  | 1<br>85   |
|  | Обладнання АСКУЕ в<br>цілому       | 1<br>компл. | 3<br>465 | 3<br>465  |
|  | Всього                             |             |          | 2<br>2219 |

Таблиця 2 – Вартість електрообладнання сонячної електростанції

Ціни на електрообладнання взято згідно прайс листа фірми ІЕК, станом на 10.06.2020р..

$$K_{\text{пр}} = K_{\text{об}} \left( \sum_{i=1}^k C_i \right) + Z_{\text{тзс}} + Z_{\text{м}} + Z_{\text{н}} + Z_{\text{пр}}$$

де  $K_{\text{об}}(\sum_{i=1}^k C_i)$  – вартість придбання електрообладнання (засобів автоматизації, програмного забезпечення тощо) за проектом або сумарна вартість комплектуючих елементів  $i$  - го виду, необхідних для реалізації прийнятого технічного рішення;

$k$  - кількість необхідних комплектуючих елементів;

$Z_{\text{тзс}}$  – транспортно-заготівельні і складські витрати;

$Z_{\text{м}}$  – витрати на монтажні роботи;

$Z_n$  - витрати на налагоджувальні роботи;

$Z_{пр}$  – інші одноразові вкладення грошових коштів.

Ціна на транспортно-заготівельні і складські витрати взято згідно прайс листів фірми Електрон, станом на 10.06.2020р..

Транспортно-заготівельні і складські витрати визначаються з тарифної ставки транспорту та кількість годин користування:

- Кількість транспорту – 1 шт.
- Тарифна ставка 300 грн/год.
- Кількість годин користування – 2 год.

$$Z_{ТЗС} = (1 * 300 * 2) = 600 \text{ грн.}$$

Витрати на монтажні і на налагоджувальні роботи визначаються наступним чином:

$$Z_{м(н)} = \sum (C_i * a_i * t_i) * K_d * K_{см} * K_{пр}$$

Де  $Ч_i$  – чисельність працівників  $i$ -го розряду, необхідних для виконання певного обсягу монтажних (налагоджувальних робіт), чел.;

$a_i$  – годинна тарифна ставка працівника  $i$ -го розряду, грн.;

$t_i$  – час, необхідний для виконання певного обсягу монтажних

(налагоджувальних робіт), год.;

$K_d$  – коефіцієнт, що враховує розмір доплат;

$K_{см}$  – коефіцієнт, що враховує єдиний соціальний внесок;

$K_{пр}$  – коефіцієнт, що враховує інші витрати на здійснення монтажних

(налагоджувальних) робіт.

Для розрахунку витрат на монтажні роботи використовуються дані з фінансової звітності станом на 2019р.

Дані для визначення витрат на монтажні роботи:

- Кількість електро-монтажників III- IV р. - 2 особи.;
- Годинна ставка - 83 грн/год;
- Час для виконання монтажних робіт - 16 годин;
- Коефіцієнт, що враховує розмір доплат - 1,10;
- Коефіцієнт, що враховує єдиний соціальний внесок – 1,22;
- Коефіцієнт, що враховує інші витрати на здійснення монтажних робіт – 1,2.

За формулою розраховуємо витрати на монтажні роботи:

$$З_{\text{м}} = (2 * 83 * 16) * 1,10 * 1,22 * 1,2 = 4277 \text{ грн.},$$

Аналогічно робимо розрахунок для витрат на налагоджувальні роботи, але кількість працівників, годинна ставка та час для виконання будуть інші:

- Кількість робітників налагоджувальників - 1 чол.;
- Годинна ставка - 96 грн/год;
- Час для виконання монтажних робіт - 8 годин;



Визначаємо витрати на монтажні роботи:

$$З_{\text{м}} = (1 * 96 * 8) * 1,10 * 1,22 * 1,2 = 1236 \text{ грн.},$$

У відповідності до фінансової звітності інші одноразові вкладення грошових коштів 2688 грн.

Таким чином повні капітальні витрати складають:

$$K_{\text{п}} = 4277 + 1236 + 600 + 2688 + 22219 = 31020 \text{ грн.}$$

#### **4.2 Розрахунок експлуатаційних витрат**

Для розрахунку експлуатаційних витрат потрібні знадобляться значення:

- $C_{\text{а}}$  – амортизаційні відрахування;
- $C_{\text{з}}$  – заробітна плата обслуговуючого персоналу;
- $C_{\text{с}}$  – єдиний соціальний внесок;

- $C_m$  – витрати на технічне обслуговування й поточний ремонт устаткування та мереж;
- $C_3$  – вартість електроенергії, що буде споживана об'єкта проектування або втрат електроенергії;
- $C_{пр}$  – інші експлуатаційні витрати.

Таким чином, річні експлуатаційні витрати складають:

$$C = C_a + C_3 + C_c + C_m + C_3 + C_{пр}, \text{ грн}$$

$$C = 3106 + 943852 + 207647 + 37745 + 0 + 0 = 1192350 \text{ грн}$$

Розрахунок амортизаційних відрахувань:

Для розрахунку амортизаційних відрахувань скористаємося формулою:

$$C_a = \frac{\Phi_{п} * H_a}{100},$$

$$C_a = \frac{31607 * 10}{100} = 3106 \text{ грн}$$

де  $\Phi_{п}$  – первісна вартість об'єкта основних засобів;

$H_a$  – Норма амортизації.

Визначаємо норми амортизації при прямолінійному методі протягом

усього періоду:

$$H_a = \frac{1}{T_n} * 100\%$$

$$H_a = \frac{1}{10} * 100 = 10$$

де  $T_n$  – термін корисного використання;

$L$  – розрахункова ліквідаційна вартість основних засобів.

#### 4.3.2 Розрахунок річного фонду заробітної плати

Номінальний річний фонд робочого часу одного робітника  $C_z$  визначається відповідно до режиму його роботи.

Так як проектувана система є повністю автономною, та потребує лише один плановий огляд на місяць, який включає в себе перевірку цілості запобіжного пломбування лічильника та звірку показників використання електроенергії, але на підстанції повинен цілодобово знаходитись інженер електрик для слідкування за релейним захистом та автоматикою нашої лінії Л-

38. Тому визначаємо річний фонд за формулою, результати заносимо в таблицю 3:

Річний час роботи ПС Лівобережна-2 35/6кВ:

$$F_{\text{н пр.}} = D_{\text{к}} * T_{\text{зм}} * S;$$

$$F_{\text{н пр.}} = 366 * 3 * 8 = 8784;$$

Річний час роботи одного інженера електрика:

$$F_{\text{нр}} = (D_{\text{к}} - D_{\text{св}} - D_{\text{вих}}) * T_{\text{зм}};$$

$$F_{\text{нр}} = (366 - 11 - 104 - 21) * 8 = 1804 \text{ год};$$

Коефіцієнт спискового складу:

$$K_{\text{сп}} = \frac{F_{\text{н пр.}}}{F_{\text{р}}};$$

$$K_{\text{сп}} = \frac{8784}{1804} = 5.$$

де  $D_{\text{к}}$ ,  $D_{\text{св}}$ ,  $D_{\text{вих}}$  – кількість календарних, святкових і вихідних днів у році відповідно;

$T_{\text{зм}}$  – тривалість зміни, годин.

| Найменування професій робітників | Явочний штат у зміну, осіб | Коефіцієнт спискового складу $K_{\text{сп}}$ | Годинна тарифна ставка | Номинальний річний фонд робочого часу, годин | Усього основна зарплата, грн. |
|----------------------------------|----------------------------|--|------------------------|--|-------------------------------|
| Інженер електрик                 | 1                          |  | 96                     | 1804   | 86<br>5920                    |

|  |        |   |  |  |            |
|--|--------|---|--|--|------------|
|  |        | 5 |  |  |            |
|  | Всього |   |  |  | 86<br>5920 |

Таблиця 3 – Результати розрахунків за формулою (1)

Додаткова заробітна плата – це винагорода за працю понад встановлених норм, за особливі умови праці. До неї входить:

- премії, пов'язані з виконанням виробничих завдань і функцій за діючими на підприємстві преміальними системами;
- доплати і надбавки;
- гарантійні і компенсаційні виплати, передбачені чинним законодавством (за роботу в нічний і вечірній час, у важких і шкідливих умовах, за багатозмінний режим роботи, за керівництво бригадою незвільненим бригадирам).

Додаткова заробітна плата обслуговуючого персоналу визначається в розмірі 9% від основної заробітної плати. Звідси загальна величина річного фонду заробітної плати складає:

$$C_3 = Z_{\text{осн}} + Z_{\text{дод}},$$

$$C_3 = 865920 + 865920 * 0,09 = 943852 \text{ грн.}$$

#### Єдиний соціальний внесок

Єдиний соціальний внесок визначається на підставі встановленого чинним законодавством відсотка від суми основної та додаткової заробітної плати. Законодавством України на 2019 рік єдиний соціальний внесок дорівнює 22%.

$$C_c = C_3 * 0,22$$

$$C_c = 943852 * 0,22 = 207647 \text{ грн.},$$

Визначення річних витрат на технічне обслуговування і поточний ремонт.

Річні витрати на технічне обслуговування і поточний ремонт електротехнічного обладнання включають витрати на матеріали, запасні частини, заробітну плату ремонтним робітникам і можуть визначатися за фактичними даними підприємства. В нашому випадку трати на ремонт неможливі тому що система має гарантію 10 років від фірми яка є розробником проекта та монтажною організацією. Всі роботи виконуються в одну пускову чергу.

Розрахунок вартості спожитої електроенергії

#### **4.3 Визначення вартості споживаної об'єктом електроенергії.**

Вартість електроенергії, споживаної об'єктом проектування протягом року, не враховується тому що в системі АСКУЕ не має явних споживачів електроенергії. Втрати напруги в трансформаторах струму, клемних з'єднаннях не враховуються так як вони мають не значну величину.



#### **4.4 Визначення інших витрат**

Інші витрати по експлуатації об'єкта проектування включають витрати з охорони праці, на спецодяг та ін. Згідно з практикою, ці витрати визначаються у розмірі 4% від річного фонду заробітної плати обслуговуючого персоналу.

$$C_{\text{пр}} = 943852 * 0,04 = 37754\text{грн.}$$

## Висновок

За даними проектних рішень можна сказати – що наша система АСКУЕ має гарні показники в співвідношенні ціна/якість.

Інженерні рішення для проектування електричної частини були прийняті за передовими технологіями. Всі ці елементи є передовими технологіями на ринку. Електрична частина є надійною, що є гарним показником для безперебійності роботи.

## ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Правила устройства электроустановок. – Х.: Изд-во «Форт», 2009. – 704 с.
2. Федоров А.А., Старкова Л.Е. Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования по электроснабжению промышленных предприятий: Учеб. пособие для вузов. – М.: Энергоатомиздат, 1987.-368с.:ил.
3. Переходные процессы в системах электроснабжения: Учебник для вузов. 3-изд., перераб. и доп./ Г.Г.Пивняк, В.Н. Винославкий, А.Я. Рыбалко, Л.И. Несен; Под ред. акад. НАН Украины Г.Г. Пивняка. - Москва: Энергоатомиздат; Днепропетровск Национальный горный университет, 2003. – 548 с.: ил.
4. Рожкова Л. Д., Козулин В. С. Электрооборудование станций и подстанций: Учебник для техникумов. – 3-е издание, перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 648 с.
5. Долин П.А. Основы техники безопасности в электроустановках. - М.: Энергоатомиздат, 1984. – 488 с.
6. ГОСТ 14209-85. Трансформаторы силовые масляные общего назначения допустимые нагрузки.
7. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 6-750 кВ. ГКД 341.004.001-94. МИНЕНЕРГО УКРАИНЫ—Х. : Издательство «ИНДУСТРИЯ», 2011. —76 с.
8. Типовые материалы для проектирования 407-03-456.87 схемы принципиальные электрические распределительных устройств напряжением 6...750 кВ подстанций.

# ДОДАТОК А

|    |    | Позначення       | Найменування         | Кількість | Примітка |
|----|----|------------------|----------------------|-----------|----------|
| 1  |    |                  |                      |           |          |
| 2  |    |                  | Документація         |           |          |
| 3  |    |                  |                      |           |          |
| 4  | A4 | АСД.19.06.ПЗ     | Пояснювальна записка | 74        |          |
| 5  |    |                  |                      |           |          |
| 6  |    |                  | Графічні матеріали   |           |          |
| 7  |    |                  |                      |           |          |
| 8  | A1 | АСД.19.__.01.    |                      | 1         |          |
| 9  | A1 | АСД.19.__.02. ГЧ |                      | 1         |          |
| 10 |    |                  |                      |           |          |
| 11 |    |                  |                      |           |          |
| 12 |    |                  |                      |           |          |